

Методология реализации климатического проекта № 0013

**ПЕРЕВОД ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С УГЛЯ И/ИЛИ НЕФТЯНОГО
ТОПЛИВА НА ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО**

Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля

Версия 1.0

14 июня 2023 г.

Содержание

1. Термины и определения	3
2. Применимость методологии, границы проекта	4
3. Определение базовой линии	7
4. Период кредитования проекта.....	14
5. Дополнительность	14
6. Требования к плану мониторинга.....	15
7. Проектный сценарий	21
8. Оценка выбросов от утечек	23
9. Анализ риска непостоянства	24
10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество	24
11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности	24
12. Нормативные ссылки	25
Приложение 1. Управление рисками	27
Приложение 2. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)	28

1. Термины и определения

- 1.1. В настоящей методологии применяются определения и термины, содержащиеся в российских нормативных документах и национальных стандартах.
- 1.2. Разработчику климатического проекта рекомендуется использовать термины и определения, используемые в данной методологии:
 - 1.2.1. **Электростанция** – комплекс зданий, сооружений, оборудования и устройств, объединённых в промышленное предприятие, вырабатывающее электроэнергию.
 - 1.2.2. **Проектная электростанция** – существующая электростанция, на которой осуществляется проектная деятельность по переводу на другой вид топлива.
 - 1.2.3. **Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ)** – тепловая электростанция, вырабатывающая и отпускающая потребителям одновременно электрическую энергию и тепло (работа в режиме когенерации).
 - 1.2.4. **Конденсационная электростанция (КЭС)** – тепловая электростанция, вырабатывающая и отпускающая потребителям исключительно электрическую энергию.
 - 1.2.5. **Зависимый потребитель электроэнергии** – зависимый потребитель определяется как потребитель или несколько потребителей, которые получают электроэнергию только от проектной электростанции, и чьи энергопринимающие устройства непосредственно присоединены к площадке проектной электростанции либо подключены к проектной электростанции через выделенную линию(и) электроснабжения, а не через электрическую сеть.
 - 1.2.6. **Электрическая сеть** – это система электроснабжения, к которой подключено множество потребителей и электростанций. Электростанции, подключенные к системе электроснабжения, управляются диспетчерским центром. Локальные энергосистемы¹, т.е. сети, к которым подключено ограниченное число электростанций, не управляемых диспетчерским центром, исключаются из этого определения.
 - 1.2.7. **Установленная мощность, номинальная мощность** – мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и/или нормальных условиях². Выражается в ваттах или одном из ее кратных значений, на которую энергоблок рассчитан для работы при номинальных условиях. Структура установленной мощности электростанций представляет собой долевое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов³.
 - 1.2.8. **Период кредитования** – период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой

¹ В России существуют населенные пункты, не подключенные к Единой национальной электрической сети (ЕНЭС). Большинство таких объектов находится в труднодоступных районах Крайнего Севера с неразвитой дорожной и энергетической инфраструктурой.

² ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.

³ ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

антропогенной абсорбции ПГ поглотителями (в зависимости от ситуации), связанные с деятельностью по климатическому проекту, могут привести к выпуску углеродных единиц. Временной период, который применяется к периоду кредитования деятельности по климатическому проекту, и то, является ли период кредитования возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 4 настоящей методологии.

- 1.2.9. **Проектно-техническая документация (ПТД)** – основная документация, используемая разработчиками проекта для демонстрации и описания информации о предполагаемом климатическом проекте для представления в органы по валидации/верификации и реестр углеродных единиц.

2. Применимость методологии, границы проекта

- 2.1. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития (АСМ0011), и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.
- 2.2. Данная методология применима к проектной деятельности, связанной с переводом действующей электростанции с угля и/или нефтяного топлива на природный газ.
- 2.3. В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации, регулирующей выбросы ПГ, данная методология подлежит пересмотру, чтобы учесть соответствующие изменения.
- 2.4. Кроме того, к проектной деятельности должны применяться следующие условия:
- 2.4.1 Проектная электростанция либо поставляет электроэнергию только в электрическую сеть, либо только зависимому потребителю.
- 2.4.2 В рамках проектной деятельности на проектной электростанции используется только природный газ, за исключением потребления пускового и/или аварийного топлива, которое не должно превышать одного процента от общего расхода топлива (на основе энергобаланса).
- 2.4.3 До осуществления проектной деятельности на проектной электростанции для выработки электроэнергии использовались только уголь и/или нефтяное топливо (но не природный газ).
- 2.4.4 В случае, если проектная деятельность относится к переводу на природный газ части котлоагрегатов, расположенных на территории электростанции, границы учета выбросов парниковых газов должны быть ограничены этими котлоагрегатами.
- 2.4.5 Основным видом топлива и/или местным видом топлива в регионе является уголь/нефтяное топливо (базовое топливо).
- 2.4.6 Электрическая сеть или зависимые потребители электроэнергии, которые приобретают электроэнергию, вырабатываемую на проектной электростанции (если применимо), не ограничены нормативными актами/законом в приобретении (передаче) электроэнергии, вырабатываемой на различных видах базового топлива (уголь/нефтяное топливо), т.е. им не запрещено приобретать электроэнергию, вырабатываемую с использованием топлива с более высокой интенсивностью выбросов парниковых газов (ПГ) в течение всего периода кредитования проектной деятельности.

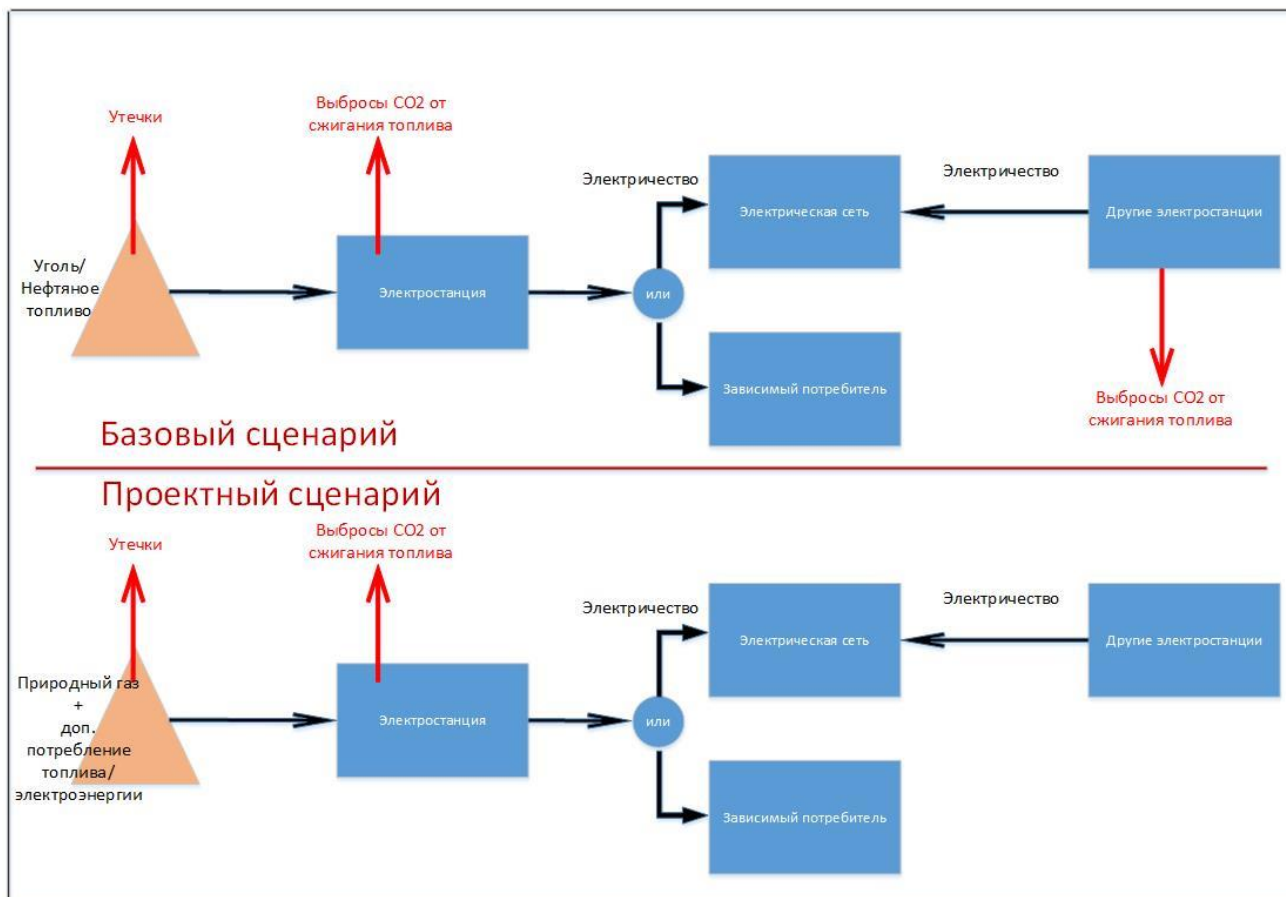
- 2.4.7 Проектная деятельность не приводит к значительному изменению установленной мощности электростанции, т.е. изменяет ее не более чем на +/- пять процентов от первоначальной (фактической) установленной мощности по производству электроэнергии. Установленная мощность электростанции до и после перевода на природный газ должна быть проверена с использованием международного утвержденного стандарта или эквивалентных национальных стандартов⁴.
- 2.5. Если срок эксплуатации существующей электростанции (или котлоагрегатов) не продлевается в результате проектной деятельности, применение процедур, описанных в пунктах 2.4.1-2.4.3, не требуется. Данное условие участники проекта должны отразить в ПТД и предоставить соответствующие пояснения и документацию.
- 2.5.1 Если срок эксплуатации проектной электростанции продлевается в результате проектной деятельности, следует определить срок службы существующей электростанции в отсутствие проектной деятельности. Для этого следует руководствоваться одним из следующих подходов:
- а) Типичный средний технический срок службы электростанции соответствующего типа может быть определен с учетом общепринятой практики в отрасли и стране (например, на основе отраслевых исследований, статистики, технической литературы и т. д.).
 - б) Практика ответственной компании в отношении графиков замены оборудования может быть оценена и задокументирована (например, на основе исторических записей о заменах аналогичного оборудования).
- 2.5.2 Срок вывода из эксплуатации существующей электростанции (или паркового ресурса котлоагрегатов) в отсутствие проектной деятельности должен выбираться консервативным образом, т. е. в случаях, когда можно оценить только временные рамки, следует выбирать самый ранний момент времени. Данный период должен быть задокументирован в ПТД.
- 2.5.3 Если срок эксплуатации электростанции увеличивается в связи с проектной деятельностью, период кредитования должен быть ограничен оставшимся сроком службы электростанции, т. е. периодом до момента, когда она была бы выведена из эксплуатации, если бы проектные мероприятия не осуществлялись.
- 2.6. Границы проекта охватывают проектную электростанцию, которая поставляет электроэнергию либо в общую сеть, либо зависимым потребителям. В случае, если электростанция поставляет электроэнергию в общую сеть и покупает электроэнергию для собственного потребления (например, для покрытия собственных потерь), необходимо учитывать этот объем электроэнергии. Краткий обзор источников выбросов и парниковые газы перечислены в таблице 1, а границы проекта описаны на рисунке 1.

⁴ В соответствии с требованием регламентов Системного оператора.

Таблица 1. Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них

Источник		Парнико вый газ	Включен	Обоснование/объяснение
Базовая линия	Сжигание базового топлива (уголь/нефтяное топливо) на электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется
	Выбросы, связанные со сжиганием ископаемых видов топлива на электростанциях, присоединенных к сети	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется
Проектный сценарий	Сжигание природного газа на проектной электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется
	Выбросы, связанные с использованием энергии (пусковое топливо/дополнительнокупаемая электроэнергия) для работы проектной электростанции	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Учет не требуется

Рисунок 1. Границы проекта



3. Определение базовой линии

3.1. Базовая линия⁵ (продолжение использования угля или нефтяного топлива) устанавливается консервативным способом⁶ для ситуации реализации деятельности в обычном режиме, в том числе, с учетом всех действующих политик и мер, но без учета дополнительных мероприятий проекта (модель «Бизнес в обычном режиме»⁷).

⁵ Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline; GHG baseline) – количественно определенная точка (точки) отсчета выбросов ПГ и/или поглощения ПГ, которая наступила бы в отсутствие проекта по ПГ, выражающая базовый сценарий, относительно которого проводятся сравнения проектных выбросов и поглощений ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

⁶ Расчет базовой линии считается консервативным, если не будет завышена конечная оценка сокращений выбросов в результате реализации проектной деятельности. При возникновении сомнений, разработчику проекта лучше использовать значения, приводящие к занижению прогноза базовой линии.

⁷ Прим. Ред. – Business as usual. Установленный принцип, когда не предпринимается никаких действий по сокращению антропогенных выбросов парниковых газов.

- Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов (пункты 3.1.1-3.1.3) к определению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора⁸.
- 3.1.1. Наилучшие доступные технологии, которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными.
- 3.1.2. Практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности с лучшими отраслевыми показателями и передовым опытом других компаний, как минимум на среднем уровне выбросов 20% наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях (далее – амбициозный/эталонный сравнительный подход).
- 3.1.3. Подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5%, если иное не предусмотрено методологией проекта.
- 3.2. Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Общее описание по определению базовой линии для каждого из подходов представлено ниже. Для данного типа проекта используется подход по определению базовой линии, основанный на текущих или исторических выбросах (см. пункт 3.7).
- 3.3. Для подхода, определенного разработчиком проекта, расчет базовых выбросов соответствует общему уравнению:

$$BE_y = A_{baseline,y} \times EF_{CO_2,baseline} (1)$$

где:

BE_y – Выбросы по базовому сценарию в течение года y в тоннах CO_2 ;

$A_{baseline,y}$ – Данные о деятельности установки за год y ;

$EF_{CO_2,baseline}$ – Коэффициент выбросов CO_2 .

- 3.4. Для каждого из подходов, описанных в пунктах 3.2.1-3.2.3, данные о деятельности (A) и коэффициенты выбросов (EF) определяются в соответствии с требуемыми условиями. Например, для подхода, основанного на текущем объеме выбросов, данные о деятельности (A) – валовое количество электроэнергии, выработанной проектной электростанцией в год y (МВт*ч/год), (EF) – коэффициент выбросов проектной электростанции в год y (тонн CO_2 /МВт*ч).
- 3.5. Для практики сравнения бизнес-процессов данные о деятельности (A) – количество продукции, произведенной на промышленной установке(-ах)/электростанции (продуктов первого передела/ТДж/Ткал/МВт*ч) в год y , (EF) – средняя интенсивность выбросов ПГ 20% наиболее эффективных установок (электростанций) в соответствии с

⁸ Подходы к определению базовых линий приводятся в Решении, принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/CMA/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, стр. 34, п. 36). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf. В настоящее время, использование подходов, основанных на наилучших доступных технологиях и сравнении бизнес-процессов, для определения базовых линий ограничено отсутствием соответствующих закрепленных процедур и нормативно-правовых актов.

национальными исходными значениями или отраслевыми стандартами⁹ в году y (тонн $\text{CO}_2/\text{МВт}\cdot\text{ч}$).

- 3.6. Для наилучших доступных технологий коэффициент выбросов (EF) определяется в соответствии с информационно-техническими справочниками по наилучшим доступным технологиям¹⁰ для промышленной установки, работающей в соответствующей отрасли/секторе¹¹. Данные о деятельности (А) промышленной установки(-ок) должны соответствовать применимым величинам EF.
- 3.7. В данной методологии подробно представлен расчет выбросов по базовому сценарию для подхода 3.1.3 (текущие или исторические выбросы). В рамках подхода, основанного на объеме текущих или исторических выбросов, разработчику проекта для расчета базовых выбросов следует использовать пункты 3.8-3.20 настоящей методологии.
- 3.8. Для подхода, основанного на исторических выбросах, при расчете выбросов по базовому сценарию необходимо учитывать следующее:
- поставляет¹² ли проектная электростанция электроэнергию в сеть или зависимым потребителям; и
 - увеличивается ли количество вырабатываемой электроэнергии сверх исторических уровней (за предыдущие 3 года) как результат проектных мероприятий. **Пункт учитывается только в случае поставки электроэнергии в сеть.**

- 3.9. Если проектная электростанция поставляет электроэнергию зависимым потребителям, выбросы по базовому сценарию рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = \text{MIN}(EG_{PJ,y}; EG_{AVR}) \times EF_{BL,plant,y} \quad (2)$$

Где:

BE_y – Выбросы по базовому сценарию в году y (тонн $\text{CO}_2/\text{год}$);

$EG_{PJ,y}$ – Валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году y (МВт*ч/год);

EG_{AVR} – Среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной проектной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий (МВт*ч/год);

$EF_{BL,plant,y}$ – Базовый коэффициент выбросов проектной электростанции в году y , т. е. выбросы CO_2 , приходящиеся на выработку электроэнергии,

⁹ Например, Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 113.00.11-2022 «Проведение бенчмаркинга удельных выбросов парниковых газов в отраслях промышленности», утвержденный Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 марта 2022 г. № 178-ст, см.: <https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=OTN&n=32887#Fq2VvkTUPOG1aZT11>

¹⁰ Информационно-технические справочники по наилучшим доступным технологиям (НДТ), см.: <https://www.rst.gov.ru/portal/gost/home/activity/NDT>

¹¹ В случае, если соответствующие нормативные документы (НДТ) разработаны, введены в действие и включают соответствующие показатели.

¹² Под поставкой электроэнергии в данном случае принимается объем отпущенной электроэнергии собственного производства на сторону (в сеть). Принимается условие, что весь выработанный ресурс (валовая выработка электроэнергии) отправляется в общую энергосистему. В дальнейшем в методологии, для облегчения терминологии, под поставкой электроэнергии будет обозначаться валовая выработка.

если в качестве топлива на электростанции продолжилось бы использование угля и/или нефтяного топлива (тонн CO₂/МВт*ч);

MIN – выбирается наименьшее значение из рассматриваемых.

3.10. Если проектная электростанция поставляет электроэнергию в сеть, различают следующие случаи¹³:

- а) Случай (а): количество электроэнергии, вырабатываемой проектной электростанцией $EG_{PJ,y}$, превышает максимальное годовое количество электроэнергии, которая электростанция могла производить до реализации проектной деятельности EG_{max} . В таком случае, выбросы по базовому сценарию рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = EG_{AVR} \times EF_{BL,plant,y} + (EG_{MAX} - EG_{AVR}) \times \min(EF_{BL,plant,y}; EF_{grid,y}) + (EG_{PJ,y} - EG_{MAX}) \times EF_{grid,y} \quad (3)$$

- б) Случай (б): количество электроэнергии, вырабатываемой проектной электростанцией $EG_{PJ,y}$, превышает историческую среднюю выработку электростанции EG_{AVR} , но ниже чем максимальное годовое количество электроэнергии, которое проектная электростанция могла бы произвести до реализации проектной деятельности EG_{max} . В таком случае, выбросы по базовому сценарию рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = EG_{AVR} \times EF_{BL,plant,y} + (EG_{PJ,y} - EG_{AVR}) \times \min(EF_{BL,plant,y}; EF_{grid,y}) \quad (4)$$

- в) Случай (в): количество электроэнергии, вырабатываемой проектной электростанцией $EG_{PJ,y}$, меньше или равно историческим среднегодовым показателям выработки электроэнергии EG_{AVR} . В таком случае, выбросы по базовому сценарию рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{BL,plant,y} \quad (5)$$

Где:

BE_y – Выбросы по базовому сценарию в году y (тонн CO₂/год);

$EG_{PJ,y}$ – Валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году y (МВт*ч/год);

EG_{AVR} – Среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий (МВт*ч/год);

¹³ Если выработка электроэнергии на проектной электростанции после реализации проектных мероприятий превысит исторические уровни, трудно однозначно определить, является ли такое увеличение результатом проектной деятельности или произошло бы в любом случае. Если увеличение является результатом проектной деятельности, то проектная деятельность «вытесняет» электроэнергию из сети. Если увеличение выработки не является результатом проектной деятельности, замещается использование угля или нефтяного топлива на электростанции. Чтобы справиться с этой неопределенностью, в данной методологии в качестве консервативного подхода используется более низкий коэффициент выбросов между электростанцией, работающей на базовом топливе (уголь/нефтяное топливо), и сетевым коэффициентом выбросов.

EG_{MAX} – Максимальное годовое количество электроэнергии, которое могла бы выработать электростанция до внедрения проектных мероприятий (МВт*ч/год);

$EF_{BL,plant,y}$ – Базовый коэффициент выбросов электростанции в году y , т. е. выбросы CO_2 , приходящиеся на выработку электроэнергии, если в качестве топлива на электростанции продолжилось бы использование угля и/или нефтяного топлива (тонн CO_2 /МВт*ч);

$EF_{grid,y}$ – Сетевой коэффициент выбросов сети, к которой подсоединена проектная электростанция (тонн CO_2 /МВт*ч);

min – выбирается наименьшее значение из рассматриваемых.

3.11. Максимальное годовое количество электроэнергии, которое могло бы быть произведено электростанцией (для поставки электроэнергии в сеть или зависимому потребителю) до внедрения проектных мероприятий, рассчитывается следующим образом:

$$EG_{MAX} = CAP_{max} \times T_{max} \quad (6)$$

Где:

EG_{MAX} – Максимальное годовое количество электроэнергии, которое могла бы выработать проектная электростанция, до внедрения проектных мероприятий (МВт*ч/год);

CAP_{max} – Максимальная мощность по выработке электроэнергии электростанцией до начала реализации проектной деятельности (МВт);

T_{max} – Максимальное количество времени, в течение которого электростанция могла бы работать с полной нагрузкой, до начала реализации проектной деятельности (часы).

3.12. Среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий, рассчитывается следующим образом:

$$EG_{AVR} = \frac{\sum_{x=1}^3 EG_{PAPP,x}}{3} \quad (7)$$

Где:

EG_{AVR} – Среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий (МВт*ч/год);

$EG_{PAPP,x}$ – Валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году x (МВт*ч/год);

x – Три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности.

3.13. Базовый коэффициент выбросов электростанции до внедрения проектной деятельности рассчитывается следующим образом:

$$EF_{BL,plant,y} = \frac{1000}{3.6} \times \frac{EF_{FF,BL}}{\eta_{PAPP}} \quad (8)$$

Где:

$EF_{BL,plant,y}$ – Базовый коэффициент выбросов электростанции в году y , т. е. выбросы CO_2 , приходящиеся на выработку электроэнергии, если в качестве топлива на электростанции продолжилось бы использование угля и/или нефтяного топлива (тонн $CO_2/МВт*ч$);

$EF_{FF,BL}$ – Коэффициент выбросов CO_2 при сжигании угля или нефтяного топлива на электростанции до внедрения проектной деятельности (тонн $CO_2/ТДж$). Расчет коэффициента необходимо производить в соответствии с методиками, утвержденными Приказом № 371 Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

η_{PAPP} – КПД электростанции;

$\frac{1000}{3.6}$ – коэффициент перевода ТДж в МВт*ч;

3.14. Обратите внимание, что наиболее приемлемым базовым сценарием может быть использование нескольких видов топлива на электростанции в отсутствие проектной деятельности. В тех случаях, когда использование нескольких видов топлива является наиболее вероятным базовым сценарием, участники проекта в качестве консервативного подхода для оценки базового коэффициента выбросов $EF_{BL,plant,y}$ должны выбрать вид топлива с наименьшим коэффициентом выбросов CO_2 , использовавшийся на электростанции в течение последних трех лет, предшествующих проектной деятельности. Например, случай использования бурого и каменного угля на электростанции.

3.15. Базовый коэффициент выбросов электростанции $EF_{BL,plant,y}$ следует рассчитывать как соотношение между произведенными выбросами на электростанции (расчет согласно категории «стационарное сжигание топлива», методики МПР № 371) и валовой выработкой электроэнергии электростанцией в году y .

3.16. КПД электростанции η_{PAPP} следует определять для каждого года y как наибольшую величину между:

- а) КПД электростанции до осуществления проектной деятельности $\eta_{PAPP,hist}$, который может быть определен с использованием одного из следующих подходов:
 - i) использование спецификации производителя по КПД при оптимальной нагрузке (если не проводилась модернизация, приводящая к повышению КПД);
 - ii) измерение КПД при оптимальной нагрузке с использованием национальных или международных стандартов;
 - iii) определение фактического КПД за последние три года до начала проектной деятельности на основе данных о потреблении топлива и выработке электроэнергии, следуя уравнению:

$$\eta_{PAPP,hist} = \frac{1000}{3.6} \times \frac{\sum_{x=1}^3 EG_{PAPP,x}}{\sum_{x=1}^3 \sum_i FC_{i,x} \times NCV_{i,x}} \quad (9)$$

Где:

$\eta_{PAPP,hist}$ – КПД электростанции до начала проектной деятельности;

- $FC_{i,x}$ – Количество ископаемого топлива вида i , сожженного на проектной электростанции в году x (массовая или объемная величина/год);
- $NCV_{i,x}$ – Низшая теплотворная способность топлива i в году x (ТДж/массовая или объемная величина);
- $EG_{PAPP,x}$ – Валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году x (МВт*ч/год);
- x – Три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности;
- i – Виды ископаемого топлива, использованные на электростанции в году x .

- b) КПД проектной электростанции в году y $\eta_{PAPP,y}$ рассчитывается следующим образом:

$$\eta_{PAPP,y} = \frac{1000}{3.6} \times \frac{EG_{PJ,y}}{\sum_i FC_{PAPP,i,y} \times NCV_{i,y}} \quad (10)$$

Где:

- $\eta_{PAPP,y}$ – КПД проектной электростанции в году y ;
- $FC_{PAPP,i,y}$ – Количество ископаемого топлива вида i (природный газ и др.), сожженного проектной электростанцией в году y (массовая или объемная величина/год);
- $NCV_{i,y}$ – Низшая теплотворная способность топлива i в году y (ТДж/массовая или объемная величина);
- $EG_{PJ,y}$ – Валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году y (МВт*ч/год);

3.17. Значение, определенное для $\eta_{PAPP,hist}$, процедура измерения, исходные данные и используемые допущения (например, для репрезентативной нагрузки), должны быть задокументированы и обоснованы в ПТД. Значение $\eta_{PAPP,hist}$ должно оставаться неизменным в течение всего периода кредитования. Значение $\eta_{PAPP,y}$ следует рассчитывать для проектной электростанции каждый год в течение периода кредитования.

3.18. В случае, если проектной электростанцией является ТЭЦ, распределение расхода топлива на электрическую и тепловую энергию, производимую в режиме когенерации, необходимо осуществлять по одному из методов: физический, пропорциональный и др. Разработчик проекта может самостоятельно определять метод распределения топливных затрат. Разработчику проекта следует руководствоваться следующими документами: «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» РД 34.08.552-95¹⁴ или «Методические указания по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии,

¹⁴ См.: <https://docs.cntd.ru/document/1200008390>

применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения», утвержденные Приказом Минэнерго России от 12 сентября 2016 года №952¹⁵.

3.19. Необходимо, чтобы выбранный метод для распределения расхода топлива не менялся в течение всего периода кредитования климатического проекта.

3.20. При распределении топливных затрат необходимо, чтобы параметры $FC_{РАРР,i,y}$ и $FC_{i,x}$ были скорректированы с учетом этого подхода.

4. Период кредитования проекта

4.1. Дата начала проектной деятельности не регламентируется. Период кредитования для проектов по сокращению выбросов составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления. Период кредитования начинается не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.

4.2. Дополнительность и базовая линия должны оцениваться на момент начала кредитного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится в 3 фазы по 5 лет.

5. Дополнительность

5.1. Дополнительность должна быть продемонстрирована в соответствии с Руководством #1 «Обоснование дополнительности проектной деятельности»;

5.2. Разработчику проекта необходимо в ПТД продемонстрировать дополнительность проектной деятельности. В пунктах 5.3-5.4 приводится поясняющая информация относительно данной методологии и Руководства «Обоснование дополнительности проектной деятельности».

5.3. Для определения альтернатив проектной деятельности, разрешенных действующими законами и нормативными актами, разработчику проекта следует рассмотреть следующие альтернативы:

5.3.1. Этап 1 пункт а: «реализация предлагаемой по проекту деятельности без регистрации в качестве климатического проекта». В данном случае разработчик проекта должен рассмотреть альтернативу осуществления перевода электростанции с угля на газообразное топливо без регистрации климатического проекта и получения углеродных единиц.

5.3.2. Этап 1 пункт с: «сохранение текущей ситуации»: Текущей ситуацией для разработчика проекта является сохранение существующей практики использования угля или нефтяного топлива на электростанции.

5.4. Для демонстрации того, что предлагаемая проектная деятельность не рассматривается как «распространенная практика», необходимо привести обоснование. Общая практика в зависимости от региона осуществления климатического проекта может отличаться. В случае с региональной спецификой важное значение имеют показатели использования местных

¹⁵ См.: <https://docs.cntd.ru/document/420377440>

видов топлива. Например, для регионов Сибири и Дальнего Востока угольная генерация исторически имела крайне важное значение. Основные препятствия для перехода на другие виды топлива связаны с отсутствием централизованной энергетической инфраструктуры на большей части макрорегиона и государственным регулированием цен на электроэнергию. Другим примером является демонстрация факторов поддержания и роста поставок угля на электростанции в регионах, описание устойчивости энергетического сектора и др. Разработчику проекта следует продемонстрировать основные препятствия, которые свойственны данному климатическому проекту, например, отсутствие энергетической (централизованной) инфраструктуры, государственное регулирование цен на электроэнергию в регионе, стоимость оборудования и его доступность и т. д. Все эти факторы в совокупности необходимо рассматривать для анализа распространенной практики.

5.5. Данная методология применима только в том случае, если продолжение использования угля или нефтяного топлива на электростанции в течение всего периода кредитования является наиболее приемлемым базовым сценарием, а предполагаемая проектная деятельность прошла критерий Дополнительности.

6. Требования к плану мониторинга

6.1. Все данные, которые являются частью мониторинга выбросов по проекту, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее 2 двух лет после окончания последнего периода кредитования. Все параметры (100% данных), необходимые для количественного определения выбросов, должны контролироваться и быть частью системы мониторинга выбросов (если не указано иное). Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами. Перечень параметров, необходимых для контроля и мониторинга выбросов, представлен в Таблицах 2-9.

Таблица 2. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	Установленная мощность
Единица измерения:	МВт
Описание:	Установленная мощность проектной электростанции
Источник данных:	Прямые данные с электростанции

Порядок проведения измерений (при наличии):	Установленная мощность электростанции до и после перевода на природный газ должна быть проверена с использованием утвержденных на международном уровне стандартных методов или эквивалентных им национальных стандартов с помощью специализированных участников или производителей, работающих на рынке электроэнергетики. В Российской Федерации АО «Системный оператор» является уполномоченным органом, который сертифицирует мощность электростанций. Изменения установленной мощности электростанции должны оставаться в пределах +/- 5% до и после реализации проектной деятельности, в соответствии с условиями применимости (Глава 2).
Периодичность мониторинга:	Ежегодно
Комментарии:	-

Таблица 3. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$EG_{PJ,y}$, $ES_{PJ,aux,y}$
Единица измерения:	МВт
Описание:	Выработка электроэнергии / потребление дополнительной электроэнергии проектной электростанцией в году y
Источник данных:	Измерения на месте
Порядок проведения измерений (при наличии):	С помощью счетчиков электроэнергии
Периодичность мониторинга:	Непрерывно, годовое агрегирование
Комментарии:	Результаты учета должны быть отражены в формах статистического наблюдения №23-Н и №6-ТП.

Таблица 4. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$EF_{VL,plant,y}$
Единица измерения:	тонн CO ₂ /MWh*ч
Описание:	Базовый коэффициент выбросов проектной электростанции в году y
Источник данных:	Расчетный способ

Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Периодичность мониторинга:	Годовое агрегирование
Комментарии:	Рассчитывается как соотношение между произведенными выбросами на электростанции (расчет согласно категории «стационарное сжигание топлива», руководство МПР № 371) и валовой выработкой электроэнергии электростанцией в году у.

Таблица 5. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	EF_{grid,y}
Единица измерения:	тонн CO ₂ /МВт*ч
Описание:	Сетевой коэффициент выбросов сети, к которой подключена электростанция
Источник данных:	Смотрите Приложение 2
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Периодичность мониторинга:	Годовое агрегирование
Комментарии:	-

Таблица 6. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	FC_{РАРР,i,y}
Единица измерения:	массовая или объемная величина
Описание:	Количество ископаемого топлива вида <i>i</i> (уголь/нефтяное топливо/природный газ), сожженного/потребленного проектной электростанцией в году у
Источник данных:	Измерения на месте
Порядок проведения измерений (при наличии):	Нефтяное топливо/природный газ – с использованием расходомеров-счетчиков (массовый или объемный показатель) Уголь – с использованием конвейерных весов/данные по накладным поставщиков

Периодичность мониторинга:	Непрерывное
Комментарии:	Соответствие измеренного количества потребленного топлива должно быть перепроверено с помощью годового топливно-энергетического баланса (ТЭБ), который основан на данных о закупках (поставках) и изменениях запасов. В тех случаях, когда счета-фактуры на закупленное топливо могут быть указаны конкретно для проекта, измеренные объемы потребления топлива также должны быть сверены с имеющимися счетами-фактурами на закупку из финансовых отчетов. Результаты учета топливных ресурсов должны быть отражены в форме статистического наблюдения №4-ТЭР

Таблица 7. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$NCV_{i,y}$
Единица измерения:	ТДж на единицу массы или объема
Описание:	Средневзвешенная низшая теплотворная способность ископаемого топлива вида i , использованного в году y .
Источник данных:	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные участниками проекта. Для получения дополнительной информации см. руководство МПР № 371.
Порядок проведения измерений (при наличии):	Природный газ – согласно ГОСТ 31369 Нефтяное топливо – согласно ГОСТ 21261
Периодичность мониторинга:	Согласно ежемесячным паспортам (счет-фактурам) за природный газ
Комментарии:	-
Единица измерения:	Обратите внимание, что низшая теплотворная способность должна определяться при таких же параметрах относительного давления и температуры, что и при определении параметров объема газа. Счета-фактуры на природный газ должны выставляться на основании результатов измерений физико-химических параметров в соответствии с ГОСТ 5542.

Таблица 8. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$PE_{FC,j,y}$
Единица измерения:	тонн CO ₂
Описание:	Проектные выбросы от сжигания природного газа и использования вспомогательного ископаемого топлива на электростанции в рамках проектной деятельности в год y , где j относится к сжиганию ископаемого топлива на электростанции в рамках проектной деятельности и, если применимо, к любому другому потреблению ископаемого топлива на проектной площадке, которое относится к проектной деятельности
Источник данных:	Расчетный способ
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Периодичность мониторинга:	Годовое агрегирование
Комментарии:	Подходы к расчету выбросов CO ₂ представлены в руководстве МПР № 371

Таблица 9. Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$\eta_{RAPP,y}$
Единица измерения:	-
Описание:	КПД проектной электростанции в году y
Источник данных:	-
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Периодичность мониторинга:	Годовое агрегирование
Комментарии:	-

6.2. Данные и параметры, которые не требуют постоянного мониторинга, должны быть рассчитаны один раз и оставаться зафиксированными в течение всего периода кредитования. Список параметров, не входящих в систему мониторинга выбросов, представлен в таблицах 10-13.

Таблица 10. Параметры, не входящие в систему мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	EGPAPP,x
Единица измерения:	МВт*ч/год
Описание:	Валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году x , где x - это три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности
Источник данных:	Производственные журналы на проектной электростанции
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Комментарии:	Результаты учета должны быть отражены в формах статистического наблюдения №23-Н и №6-ТП

Таблица 11. Параметры, не входящие в систему мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	FC_{i,x}
Единица измерения:	массовая или объемная величина
Описание:	Количество ископаемого топлива вида i , сожженного/потребленного на электростанции в рамках проектной деятельности в году x , где x - это три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности
Источник данных:	Производственные журналы на проектной электростанции
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Комментарии:	Результаты учета топливных ресурсов должны быть отражены в форме статистического наблюдения №4-ТЭР

Таблица 12. Параметры, не входящие в систему мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$\eta_{PAPP, hist}$
Единица измерения:	-

Описание:	КПД электростанции до осуществления проектной деятельности
Источник данных:	-
Порядок проведения измерений (при наличии):	-
Комментарии:	-

Таблица 13. Параметры, не входящие в систему мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$NCV_{i,x}$
Единица измерения:	ТДж на единицу массы или объема
Описание:	Средневзвешенная низшая теплотворная способность ископаемого топлива вида i , использованного в году x , где x - это три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности
Источник данных:	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные участниками проекта. Для получения дополнительной информации см. руководство МПР № 371.
Порядок проведения измерений (при наличии):	Нефтяное топливо – согласно ГОСТ 21261
Периодичность мониторинга:	-
Процедуры ОК/КК	-
Комментарии:	-

7. Проектный сценарий

- 7.1. Выбросы от проектной деятельности (проектные выбросы) необходимо рассчитывать на основе того же подхода, который был выбран в отношении расчета выбросов по базовому сценарию.
- 7.2. Для данного типа проекта проектные выбросы рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{FC,j,y} + EC_{PJ,aux,y} \times EF_{grid,y} \quad (11)$$

где:

PE_y – Проектные выбросы в течение года y в тоннах CO_2 ;

$PE_{FC,j,y}$ – Проектные выбросы от сжигания природного газа и использования вспомогательного ископаемого топлива на электростанции в рамках проектной деятельности в году y (т CO_2);

$EC_{PJ,aux,y}$ – Потребление дополнительной электроэнергии в рамках проектной деятельности в году y (МВтч¹⁶);

$EF_{grid,y}$ – Сетевой коэффициент выбросов сети, к которой подключена электростанция (тонн CO_2 /МВт*ч).

7.3. Если электростанция поставляет электроэнергию зависимому пользователю(ям), проектные выбросы не включают $EC_{PJ,aux,y}$ и $EF_{grid,y}$.

7.4. Для определения проектных выбросов от сжигания природного газа и использования вспомогательного ископаемого топлива, необходимо руководствоваться методикой количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов, утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 мая 2022 года № 371 (МПР, 371). При проведении измерений, участники проекта должны задокументировать результаты таких измерений после реализации проектной деятельности в своих отчетах по мониторингу.

7.5. Сокращение выбросов в результате проектной деятельности в течение заданного года y (ER_y) представляет собой разницу между выбросами в базовом году y (BE_y) и проектными выбросами в течение года y (PE_y), и выбросами в результате утечек в ходе реализации проекта в году y (LE_y) и представлено уравнением ниже:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

где:

ER_y – Сокращение выбросов в результате проектной деятельности в тоннах CO_2 ;

BE_y – Выбросы по базовому сценарию в течение года y в тоннах CO_2 ;

PE_y – Проектные выбросы в течение года y в тоннах CO_2 ;

LE_y – Утечки в ходе реализации проекта (вверх по цепочке поставок) в году y (тонн CO_2 /год);

7.6. В процессе реализации климатического проекта разработчики проекта могут столкнуться с определенными рисками и барьерами. Для оценки рисков разработчику проекта следует разработать матрицу рисков. Более подробно см. Приложение 1.

¹⁶ Предполагается, что для покрытия потерь при производстве электроэнергии электростанции потребляют электроэнергию из общей сети. В данном случае необходимо учитывать расход электроэнергии на собственные производственные нужды электростанции (Для ТЭЦ вычитаются собственные затраты на производство тепловой энергии).

8. Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта

- 8.1. Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11 мая 2022 г. № 248¹⁷, мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать, если утечки проектной деятельности¹⁸ существуют в соответствии с методологией, представленной ниже:
- 8.2. Для данного типа проектной деятельности необходимо учитывать утечки вверх по цепочке поставок, связанные с добычей топлива, его переработкой, сжижением, транспортировкой, регазификацией и распределением ископаемых видов топлива за пределами границ проекта. Необходимо сравнить утечки вверх по цепочке поставок при использовании угля/нефтяного топлива и природного газа.
- 8.3. Утечки вверх по цепочке в году y ($LE_{US,y} = LE_y$) могут быть определены с помощью коэффициентов, доступных разработчику проекта, национальных специальных исследований или доступной специализированной базы данных оценок жизненного цикла (ОЖЦ)¹⁹, основанной на достоверных данных.
- 8.4. Разработчику проекта следует сослаться в ПТД на источник данных, который был использован для оценки утечек от топлива, и описать свойства выбранных коэффициентов.
- 8.5. Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта рассчитывается следующим образом:

$$LE_{US,y} = (FC_{project,i,y} \times EF_{default,NG,y}) - (FC_{baseline,i,y} \times EF_{default,C(P),y})$$

Где:

$LE_{US,y}$ – Утечки вверх по цепочке поставок в году y (тонн CO₂e/год);

$FC_{project,i,y}$ – Количество природного газа, использованного в проектном сценарии в году y , тыс. м³, тут или ТДж;

$EF_{default,NG,y}$ – Коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением природного газа в году y , тонн CO₂ /ед.

$FC_{baseline,i,y}$ – Количество угля или нефтяного топлива, использованного в базовом сценарии в году y , тонн, тут или ТДж;

¹⁷ Приложение 1, пункт «в».

¹⁸ Утечка проектной деятельности – нетто-изменение антропогенных выбросов из источников ПГ, которое происходит за пределами границ проекта, поддается измерению и связано с деятельностью в рамках климатического проекта (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 11.0).

¹⁹ Примеры базы данных: база данных DEFRA, программное обеспечение SimaPro для оценки жизненного цикла (LCA), база данных Ecoinvent, отчеты отраслевых ассоциаций и т.д.

$EF_{default,C(P),y}$ – Коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением угля/нефтяного топлива в году y , тонн CO_2 /ед.

- 8.6. Если суммарный эффект утечек вверх по цепочке поставок от проектной деятельности является отрицательным ($LEUS,y < 0$), участники проекта должны принять $LEUS,y = 0$

9. Анализ риска непостоянства

- 9.1. Не применимо для данного типа проекта.

10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество

10.1. Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен. Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проекты не должны приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению состояния здоровья и самочувствия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

10.2. Разработчику проекта необходимо приложить усилия, чтобы избежать двойного учета²⁰ между границами проекта, между отчетностью компании и отчетностью по проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами Российской Федерации и разными странами в случае международной передачи углеродных кредитов. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные кредиты, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации (ОНУВ).

11. Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности

- 11.1. При продлении кредитного периода проект подлежит верификации с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии, дополнительной и количественной оценки сокращений выбросов. Для обновления базовой линии пересматриваются и обновляются основные параметры и допущения, используемые в установленном базовом подходе

²⁰ Двойной учет: Учет выбросов или поглощения ПГ, выполненный более одного раза. Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетных организаций будут отвечать за одни и те же выбросы или поглощения ПГ. Двойной учет может также произойти внутри одной организации, если такие выбросы учитываются по разным категориям (что не должно происходить). (ГОСТ Р 56267-2014/ISO/TR 14069:2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1). См. также ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов.

(пункты 3.2.1-3.2.5). Базовая линия должна отражать условия начала нового периода кредитования и быть действительной в течение этого периода. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Руководства #1 на дату начала нового периода кредитования

- 11.2. При продлении периода кредитования невозможно изменить установленный ранее базовый подход (наилучшие доступные технологии; амбициозный сравнительный подход (практика сравнения бизнес-процессов); текущие или исторические выбросы).

12. Нормативные ссылки

1. Приказ Министерства экономического развития России от 11.05.2022 № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (Зарегистрировано в Министерстве юстиции России 30.05.2022 № 68642).
2. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».
3. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).
4. ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 2. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1030-ст).
5. ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и Руководство по валидации и верификации отчетности о парниковых газах (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1031-ст).
6. ГОСТ Р ИСО 14065-2014 Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к органам по валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или иных формах признания (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст).
7. ГОСТ Р ИСО 14066-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к компетентности групп по валидации и верификации парниковых газов (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 17.12.2013 № 2274-ст).
8. ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и сопутствующая деятельность. Система подходов и методологического обеспечения для реализации климатических проектов (утверждена и введена в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).

9. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года).
10. IPCC 2006. Рекомендации для Национальных реестров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г./Под редакцией С. Игглстона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т. 1-5. – IGES// Хайям. 2006.
11. АСМ0011: Fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation

Приложение 1. Управление рисками

В рамках реализации проекта рекомендуется разработать систему оценки рисков с описанием наиболее вероятных рисков, которые могут возникнуть на всех этапах реализации климатического проекта. Для такой оценки разработчику проекта следует разработать подробную матрицу, содержащую, как минимум, следующую информацию:

- (i) Основные этапы реализации климатического проекта.
- (ii) Описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта.
- (iii) Описание вероятности наступления рисков. Для этого могут быть использованы варианты рейтинга «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы.
- (iv) Описание влияния каждого риска на результаты всего проекта. Это также может быть сделано с использованием рейтинга «низкий, средний, высокий» или любой другой понятной числовой шкалы.
- (v) Описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект.
- (vi) Разработка мер по минимизации или предотвращению каждого вида рисков.
- (vii) Указывается время реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение рисков.

Пример шаблона с матрицей риска указан в таблице 1.

Таблица 1. Шаблон матрицы рисков

Стадия реализации климатического проекта	Описание рисков	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Методы минимизации рисков	Период реализации
		низкая средняя высокая	низкое среднее высокое	Подготовительный период 1-2 года после внедрения Весь период действия климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации этих мероприятий
		Шкала от 1 до 5 или другие	Шкала от 1 до 5 или другие			

Приложение 2. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)

1. В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ).

2. При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта вправе рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (приказ МПР №330²¹ от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021²².

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов на объектах, генерирующих электрическую и тепловую энергию, которая потребляется организацией (приказ МПР №330).

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (Приложение Е) выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения²³ путем применения коэффициента выбросов, который наилучшим образом характеризует соответствующую энергосистему, т. е. выделенную линию передачи, местный, региональный или национальный коэффициент выбросов в среднем по энергосистеме. Усредненные по энергосистеме коэффициенты выбросов должны относиться к выбросам отчетного года, при наличии, или в противном случае самого последнего доступного года. Усредненные по сети коэффициенты выбросов для импортированной электроэнергии должны быть основаны на усредненной структуре потребления из энергосистемы, откуда потребляется электроэнергия.

Сетевые коэффициенты выбросов могут также включать другие косвенные выбросы, связанные с производством электроэнергии, такие как потери при передаче и распределении.

Требования и руководство, описанные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 в отношении электроэнергии, также применимы к потребленным и переданным теплу, водяному пару, охлаждающему и сжатому воздуху.

²¹ Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»

²² ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст)

²³ Подход на основе местоположения — это метод количественного определения косвенных выбросов от энергии на основе средних коэффициентов выбросов от производства энергии для определенного географического местоположения, включая местные, региональные или национальные границы.

В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации, необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии²⁴.

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «Администратор Торговой Системы» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации²⁵. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации²⁶. Предполагается, что в последствии реализация данной концепции приведет к разработке и опубликованию данных сетевых коэффициентов. Подходы, изложенные в концепции, также могут быть использованы разработчиком проекта для расчета коэффициента выбросов энергосистемы.

3. В случае, если рассчитать сетевой коэффициент выбросов самостоятельно невозможно, разработчик проекта может использовать сетевые коэффициенты из следующих источников:

Источник 1. Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» в тестовом режиме в 2021 г. запустил интернет-ресурс, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO₂ для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год)²⁷.

Источник 2. Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (далее – МЭА²⁸). Данные обновляются ежегодно для всей энергосистемы регионов присутствия (в том числе для Российской Федерации) и отражают среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла.

Источник 3. Глобальное партнерство «Climate Transparency» разрабатывает климатические показатели стран G20. Агентство ежегодно публикует открытые отчеты стран G20²⁹, включая средний коэффициент энергетических выбросов.

4. Методы и подходы, применяемые к определению сетевого коэффициента, следует задокументировать и указать в ПТД. Необходимо обосновать выбранную методологию расчета, раскрыть информацию об источнике используемых исходных данных, прозрачно и точно

²⁴ Например, Расчет удельных расходов условного топлива согласно «Методическим указаниям по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения», утвержденным Приказом Минэнерго России от 12 сентября 2016 г. №952

²⁵ Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/konceptsiya_kev.pdf

²⁶ В рамках процедуры валидации проведена детальная проверка Концепции на ее соответствие требованиям основных международных стандартов в области учета и отчетности о выбросах парниковых газов (TÜV AUSTRIA). По итогам проверки Концепция признана международными экспертами соответствующей высоким международным стандартам и передовому мировому опыту расчета коэффициентов выбросов энергосистем. URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie_o_validacii_koncepcii.pdf

²⁷ URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

²⁸ URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

²⁹ URL: <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2022#1531904804037-423d5c88-a7a7>

задокументировать собственную процедуру расчета сетевого коэффициента или описать свойства выбранного и применяемого сетевого коэффициента.